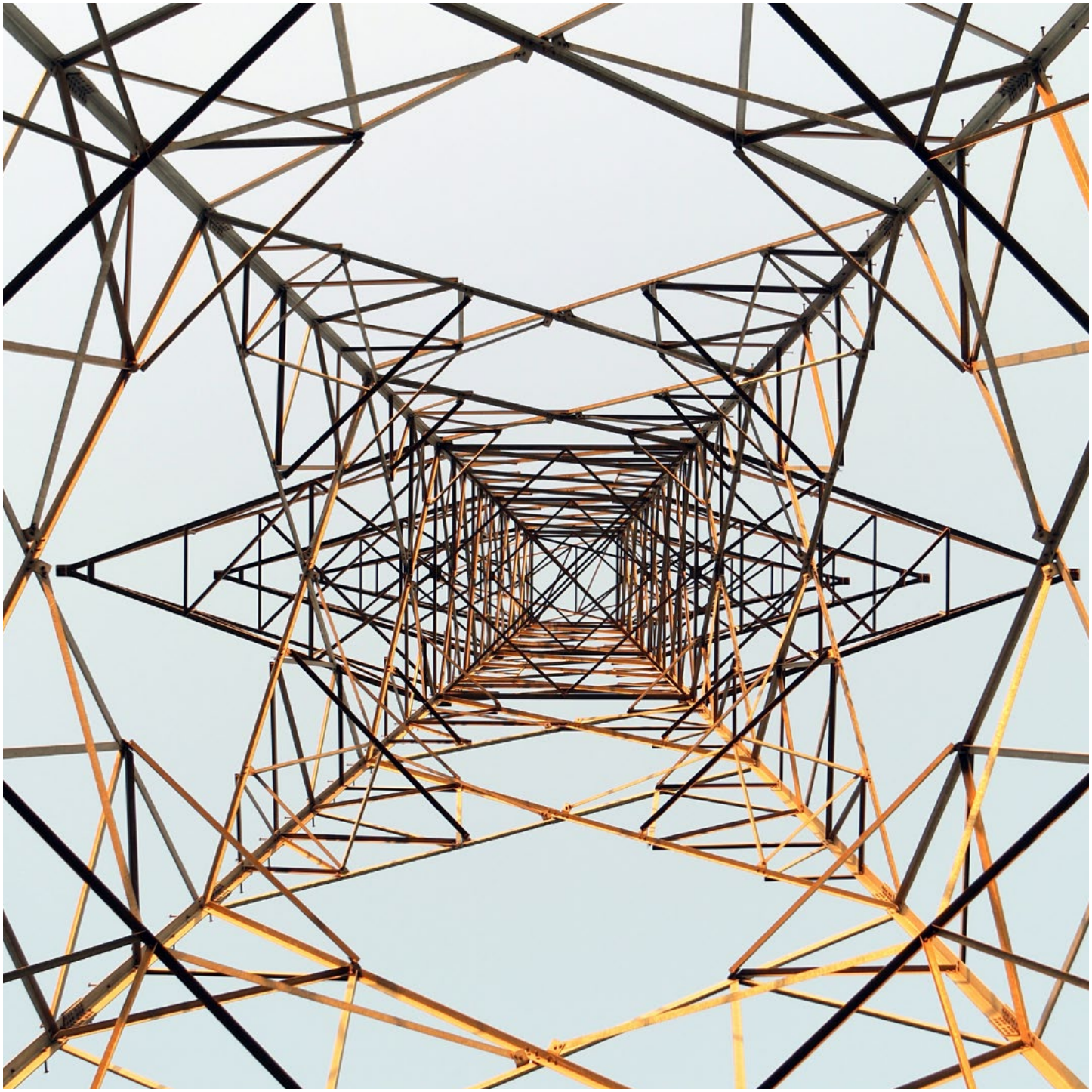
BEWERTUNG ZUM NEST-PROZESS

WIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN AUF NETZBETREIBER



JANUAR 2026

Verantwortlich

Thomas Straßer
Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Partner Becker Büttner Held,
Vorstand BBH AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Stilianos Koulaxidis
Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Partner Becker Büttner Held,
Vorstand BBH AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Andreas Fimpel
Steuerberater
Partner Counsel
Becker Büttner Held

INHALTSVERZEICHNIS

A. Hintergrund und aktueller Stand des NEST-Prozesses 4

B. Einordnung der geplanten Änderungen der Regulierungssystematik 6

I. Anerkanntes Ausgangsniveau 7

1) Kapitalkosten (CAPEX) 7

2) Betriebskosten (OPEX) 10

II. Anreizregulierungsformel und Effizienz im Regelverfahren 12

III. Veränderungen des vereinfachten Verfahrens 17

C. Wirtschaftliche Gesamtauswirkung 18

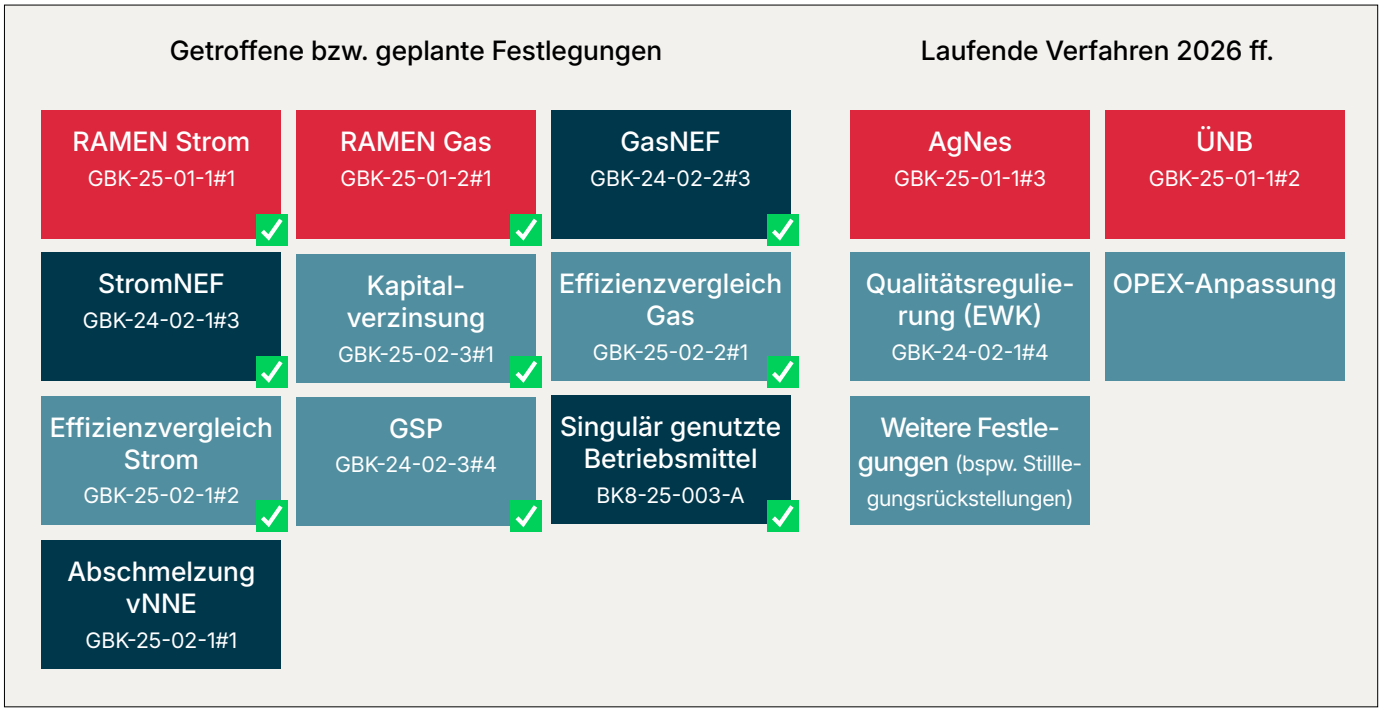
D. Folgen für Investorensuche und Transformation 20

A. HINTERGRUND UND AKTUELLER STAND DES NEST-PROZESSES

Im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses zur umfassenden Neuausgestaltung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) Ende des Jahres 2025, mit der Veröffentlichung von Festlegungen, grundlegende Entscheidungen getroffen. Wesentliche Weichenstellungen zur künftigen Regulierung wurden in der Form sogenannter Festlegungen der BNetzA im Dezember 2025 mit weitreichenden Folgen für die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs über einen langfristigen Planungshorizont hinweg und damit auch dem Gelingen der Transformation veröffentlicht.

Hintergrund und Ausgangspunkt des NEST-Prozesses war das Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 2.9.2021 zur Unabhängigkeit der BNetzA und der später erfolgten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetztes (EnWG) mit weitreichenden Festlegungskompetenzen der BNetzA. In der Folge werden die bisherigen Regelungen aus Rechtsverordnungen – insbesondere die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sowie Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (StromNEV, GasNEV) – vollständig in Festlegungen der BNetzA überführt. Diese neuen Festlegungen bilden ab der fünften Regulierungsperiode für Gas (ab 2028) und Strom (ab 2029) die maßgebliche Grundlage für die Bestimmung der zulässigen Erlöse und der daraus resultierenden Strom- und Gasnetzentgelte. Die bisherigen Rechtsverordnungen gelten weiterhin bis zum Ende der laufenden vierten Regulierungsperiode (Gas bis 2027 und Strom bis 2028).

Zur Vorbereitung dieses Systemwechsels veröffentlichte die BNetzA am 18.1.2024 ein Eckpunktepapier mit dem Titel „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (Akronym: NEST). Darin wurden erste Überlegungen zu den Nachfolgeregelungen insbesondere für ARegV, StromNEV und GasNEV skizziert. Im Jahresverlauf erfolgten Veranstaltungen mit Stakeholdern in verschiedenen Formaten und auch weitergehende Überlegungen der Regulierungsbehörde zu weiteren Festlegungen wurden veröffentlicht. Im Grunde plant die BNetzA eine ganze Hierarchie von Festlegungen, beginnend mit grundsätzlichen Leitplanken in den Rahmenfestlegungen (Ebene 1 – insbesondere RAMEN Strom und RAMEN Gas), weiterer Ausdifferenzierung durch die Methodenfestlegungen (Ebene 2 – insbesondere StromNEF und GasNEF) und perioden- und einzelunternehmensbezogenen Festlegungen (Ebene 3). Für die in der folgenden Abbildung dargestellten Verfahren mit grüner Markierung sind Festlegungen der BNetzA beschlossen worden. Die konkreten Festlegungen für die fünfte Regulierungsperiode (Ebene 3) oder andere auf den vorgenannten Festlegungen basierende beziehungsweise ergänzende Beschlüsse der BNetzA werden sich in der Logik der entworfenen Festlegungshierarchie im Rahmen dieser Beschlüsse bewegen.



Über die konkreten wirtschaftlichen Folgen und Implikationen der Regulierungsänderungen besteht seit Frühjahr 2025 zwischen Branchenverbänden und der BNetzA eine intensive Diskussion. Die BNetzA vertritt hierbei den grundsätzlichen Ansatz, dass es zu keiner wirtschaftlichen Schlechterstellung der Netzbetreiber kommt. Branchenverbände haben hingegen in eigenen Berechnungen ein signifikantes Verschlechterungspotenzial identifiziert und drängen im Rahmen der Diskussionen mit der BNetzA und in diversen Stellungnahmen zu erheblichen Anpassungen der BNetzA-Vorstellungen zur Vermeidung von schwerwiegenden wirtschaftlichen Nachteilen.

Im folgenden Abschnitt werden zur Einordnung der laufenden Diskussion die wesentlichen geplanten regulatorischen Änderungen dargestellt und in ihrer isolierten, grundsätzlichen Wirkung (regulatorisch wie betriebswirtschaftlich) analysiert und erläutert. Hiernach werden die zuvor genannten Branchen- und Behördenberechnungen gewürdigt und der Versuch einer Gesamteinordnung unternommen. Abschließend werden mögliche Folgen der Anpassung des Regulierungssystems auf die Investorensuche der Netzbetreiber und damit auch auf das Gelingen der Transformation diskutiert.

B. EINORDNUNG DER GEPLANTEN ÄNDERUNGEN DER REGULIERUNGS-SYSTEMATIK

Das bislang verordnungsrechtlich fixierte deutsche Regulierungssystem für Strom- und Gasnetzbetreiber basiert ökonomisch auf dem Gedanken einer Wettbewerbssimulation für lokale Monopolisten. Kernstück der Regulierungssystematik ist neben der zeitlichen Befristung und wettbewerblichen Ausschreibung der Netzkonzessionen die Erlösregulierung. Hierbei werden die zulässigen Erlöse anhand der zulässigen Kosten (operative Kosten und Kapitalkosten) ermittelt. Grundgedanke hierbei ist das Budgetprinzip, wobei die Kosten eines Jahres (Basisjahr) geprüft werden und für einen Zeitraum (Regulierungsperiode) als Grundlage (Ausgangsniveau) für die Ermittlung der maximal zulässigen jährlichen Erlöse (Erlösobergrenzen) dienen. Aus der Verteilung der Erlösobergrenze auf die Jahresnetzmenge ergeben sich (vereinfachend) die Netzentgelte[1]. Die Ableitung der jährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Anwendung einer Regulierungsformel auf das geprüfte Ausgangsniveau. Die Regulierungsformel berücksichtigt hierbei insbesondere die Preis- und Produktivitätsentwicklung, bestimmte Kostenentwicklungen (Anpassung oder Austausch von Ausgangsniveauwerten), Effizienz- und Qualitätsvorgaben, jeweils bezogen auf das geprüfte Basisjahr, sowie periodenverschobene Plan-Ist-Abgleiche durch das Regulierungskonto. Für kleinere Netzbetreiber gibt es im bestehenden Rechtsrahmen die Möglichkeit eines vereinfachten (Regulierungs-)Verfahrens, welches insbesondere den Aufwand der Unternehmen reduzieren und damit von Bürokratie entlasten soll.

Dieses skizzierte Grundgerüst der Regulierung wird auch, wie bisher angewandt, in das Regulierungssystem der BNetzA-Festlegungen übernommen. Die Änderungen zum bisherigen System greifen jedoch tief in die Ausgestaltung der einzelnen Bestandteile dieser Systematik ein. Dies betrifft insbesondere die Ableitung des Ausgangsniveaus, welches zum Basisjahr bestimmt wird und die Komponenten der Regulierungsformel. Der Übersichtlichkeit wegen werden die wesentlichen Änderungen im Folgenden in drei thematischen Abschnitten diskutiert:

I. Anerkanntes Ausgangsniveau
   1. Kapitalkosten (CAPEX)
   2. Betriebskosten (OPEX)
II. Anreizregulierungsformel und Effizienz im Regelverfahren
III. Veränderungen des vereinfachten Verfahrens

1 Die konkrete Netzentgeltsystematik wird ebenfalls von der BNetzA überarbeitet, ist allerdings nicht Gegenstand dieser Ausarbeitung.

I. ANERKANNTES AUSGANGSNIVEAU

1) Kapitalkosten (CAPEX)

Die Kapitalkosten (CAPEX) stellen neben den operativen Kosten (OPEX) einen der beiden wesentlichen Bestandteile der zulässigen Kosten in der Erlösregulierung dar. Diese setzen sich aus den kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, den aufwandsgleichen Fremdkapitalzinsen sowie der kalkulatorischen Gewerbesteuer zusammen. Der tiefgreifendste strukturelle Eingriff in die bisherige Regulierung betrifft die Ableitung der kalkulatorischen Zinskomponenten im Rahmen einer pauschalierten Gesamtkapitalverzinsung (engl. Weighted Average Cost of Capital, WACC). Im Zuge dieser Veränderung plant die BNetzA weitreichende Anpassungen hinsichtlich der Verzinsungsbasis, der Ableitung der Eigen- und Fremdkapitalzinssätze, der Verarbeitung und Berücksichtigung der vereinnahmten Zuschüsse, der Erhaltungskonzeption des kalkulatorischen Sachanlagevermögens und weiterer Aspekte.

Verzinsungsbasis

Mit Einführung des pauschalierten WACC verliert die unternehmensindividuelle Kapitalstruktur des Netzbetreibers ihre unmittelbare Relevanz, da die Gesamtkapitalverzinsung losgelöst von der bilanziellen Realität der regulierten Sparte pauschal auf eine Kapitalstruktur mit 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital festgelegt wird. Damit entfällt auch die bisherige Berücksichtigung von die Verzinsungsbasis minderndem Abzugskapital, wie beispielsweise unverzinslichem Fremdkapital, Rückstellungen und passiven Kapitalausgleichsposten. Für das Umlaufvermögen ist künftig eine Pauschale in Höhe von 1/24 der Netzkosten des Ausgangsniveaus (ohne Umlaufvermögen) zuzüglich des bilanziellen Ansatzes der Vorräte vorgesehen. Als Basis für die kalkulatorische Verzinsung dient künftig der kalkulatorische Restwert des Sachanlagevermögens (einschließlich immaterieller Vermögenswerte und Anlagen im Bau, jedoch ohne Finanzanlagen), abzüglich des kalkulatorischen Restwerts der vereinnahmten Baukosten- und Investitionszuschüsse sowie Hausanschlusskostenbeiträge (Nettoverzinsungsbasis; vergleiche auch weiter unten).

Die Anpassung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis entfaltet somit asymmetrische Verteilungswirkungen: Gewinner sind Netzbetreiber mit in der Vergangenheit hohem unverzinslichem Abzugskapital, während Betreiber mit bislang schlanker Bilanzstruktur oder schon bisher umfassend umgesetzter regulatorischer Optimierung eine neutrale, teilweise sogar negative Ergebniswirkung hinnehmen müssen.

Zinskomponenten

Die künftige kalkulatorische Verzinsung im Rahmen des pauschalierten WACC umfasst eine Eigenkapital- als auch eine (fiktive) Fremdkapitalkomponente. Dadurch entfallen die bisher im Ausgangsniveau enthaltenen tatsächlichen aufwandsgleichen Fremdkapitalzinsen, die bislang von der individuellen Kapitalstruktur und den Zinskonditionen der Unternehmen abhingen. Auch der bisherige Eigenkapitalzinssatz für sogenanntes überschießendes Eigenkapital (größer 40 Prozent) entfällt.

Der neue fiktive Fremdkapitalzins im WACC wird auf Basis historischer Zeitreihen abgeleitet. Hierfür werden Anleihe- und Kreditzinszeitreihen herangezogen, und ein siebenjähriger (gegebenenfalls investitionsgewichteter) Durchschnittszinssatz ermittelt. Ein zusätzlicher Aufschlag für Nebenkosten der Anleiheemission ist nicht vorgesehen. Das System der jährlichen fiktiven Fremdkapitalzinsen für Neuinvestitionen im Kapitalkostenaufschlag der vierten Regulierungsperiode wird jedoch fortgeführt. Grundsätzlich besteht die Gefahr, dass der siebenjährige Durchschnittszinssatz ohne Aufschlag für Nebenkosten und ohne Gewichtung nach den Investitionen und der Kapitalbindung in den relevanten Jahren die tatsächlichen Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber nicht angemessen widerspiegelt.

Auch die bisherige Ableitung des Eigenkapitalzinssatzes wird angepasst. Der Eigenkapitalzinssatz setzt sich aus dem risikolosen Basiszins sowie einem Risikoaufschlag zusammen, der als Produkt aus der Marktrisikoprämie (MRP) und dem Beta-Faktor ermittelt wird. Künftig soll für die Ermittlung des Basiszinssatzes eine andere Zeitreihe der Deutschen Bundesbank herangezogen werden, und der Zeitraum zur Durchschnittsbildung wird von zehn auf fünf Jahre verkürzt. Zudem wird die bisher unzutreffende Berechnung der Marktrisikoprämie durch eine doppelte Mittelwertbildung korrigiert, sodass künftig ausschließlich das arithmetische Mittel angewendet wird. Der rein vergangenheitsbezogene Ansatz bei der Ableitung der MRP bleibt jedoch bestehen. Das bisherige System der jährlich an das Zinsniveau angepassten Eigenkapitalzinsen im Kapitalkostenaufschlag aus der vierten Regulierungsperiode wird nicht fortgeführt.

Besonders problematisch ist die Vorfestlegung der konkreten Einzelzinssätze im WACC. Die Verkürzung des Basiszinszeitraums für Eigenkapital (EK) ist angesichts der Niedrigzinsphase der 2010er Jahre sachgerecht und notwendig, ebenso wie die Korrektur der Mittelwertbildung der Marktrisikoprämie. Dennoch bleibt der rein vergangenheitsbezogene Ansatz zur Ableitung der MRP problematisch, da zu befürchten ist, dass die daraus abgeleitete Eigenkapitalverzinsung auch künftig nicht marktgerecht ausfallen wird. Damit verengt die BNetzA die Methodik bewusst auf einen rückblickenden Ansatz und blendet alternative, ebenfalls etablierte Bewertungsmethoden mit stärkerem Zukunftsbezug systematisch aus. Dies erhöht das Risiko einer dauerhaft verzerrten Eigenkapitalverzinsung zulasten der Investitionsanreize für Netzbetreiber.

Auch bei der Bestimmung des Beta-Faktors ist kritisch festzuhalten, dass die BNetzA auf in der wissenschaftlichen Literatur anerkannte Verfahren verzichtet und dadurch die Ergebnisse einseitig verzerrt sein können. Die Argumentation der BNetzA beschränkt sich im Wesentlichen auf Aspekte der Datenverfügbarkeit und -qualität, ohne die statistische Signifikanz der daraus abgeleiteten Schätzung systematisch zu hinterfragen. Gerade aus finanzökonomischer und regulatorischer Sicht wäre es jedoch zwingend erforderlich, ergänzend einen t-Test auf den geschätzten Beta-Koeffizienten anzuwenden. Eine Beta-Schätzung ohne Signifikanzprüfung birgt das Risiko, dass regulatorische Vorgaben auf statistisch nicht tragfähigen Parametern beruhen – ein Aspekt, den die BNetzA ohne sachliche Begründung unberücksichtigt lässt.

Grundsätzlich ist die Umstellung der Verzinsungssystematik auf einen an der Finanzierungsstruktur ausgerichteten, pauschalierten WACC-Ansatz sachgerecht, da dieser in der internationalen Regulierungspraxis etabliert ist und ein erhebliches Vereinfachungspotenzial bietet. Die konkrete Umsetzung bzw. Parametrisierung des Ansatzes sowie begleitende Anpassungsüberlegungen der BNetzA sind in einigen Punkten allerdings unausgewogen. Insgesamt ist zu befürchten, dass aufgrund der weiterhin nicht marktgerechten Ausgestaltung der Zinskomponenten im internationalen Vergleich kein wettbewerbsfähiges Renditeniveau erreicht werden kann.

Berücksichtigung vereinnahmter Zuschüsse

Die bereits im Zusammenhang mit der künftigen Ableitung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis beschriebene Berücksichtigung der kalkulatorischen Restwerte der noch nicht aufgelösten Zuschüsse im Rahmen der Nettoverzinsungsbasis verdient eine besondere Würdigung. Diese Ausgestaltung ist für Netzbetreiber in dieser Form nachteilig und wirtschaftlich nicht sachgerecht. Denn der Abzug führt zu einer ökonomisch unzutreffenden Abbildung der Zuschüsse, implizit teilweise als eigenkapitalfinanziert. Zuschüsse haben jedoch grundsätzlich den Charakter von Fremdkapital, da sie durch die Berücksichtigung der Auflösungsbeträge als kostenmindernde Erlöse über die Netzentgelte refinanziert werden und diese senken. Die verzinsungsmindernde Wirkung der Nettoverzinsungsbasis steht im Widerspruch zum Ziel der BNetzA, die Erhebung von Baukostenzuschüssen zur Steuerung und Begrenzung der Leistungsnachfrage von Netznutzern anzureizen. Hierfür sieht die Behörde im Medium Strom zusätzlich einen Zinsbonus für die Neuvereinnahmung qualifizierter Zuschüsse ab der fünften Regulierungsperiode vor. Aufgrund der konkreten Dimensionierung des Zuschusses (anteilige Gewährung; zeitliche Befristung je Vereinnahmungsjahr) kompensiert dieser Zinsbonus nicht einmal für zukünftig vereinnahmte Zuschüsse die nachteilige Wirkung auf die Verzinsungsbasis.

Erhaltungskonzeption

Im Rahmen der Umstellung der kalkulatorischen Verzinsung wird auch die Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens angepasst. Das bisherige Mischsystem aus

Realkapital- und Nettosubstanzerhaltung wird auf ein reines Realkapitalsystem umgestellt. Hierzu erfolgt im Basisjahr der fünften Regulierungsperiode letztmalig eine Indexierung der Tagesneuwertanteile unter Anwendung einer pauschalen Eigenkapitalquote von 40 Prozent. In der Folge wird es keine unterschiedlichen Eigenkapitalzinssätze für Neu- und Altanlagen mehr geben. Die Berücksichtigung der Inflation erfolgt dann einheitlich über den zur Anwendung kommenden Nominalzins, womit künftig keine unterschiedlichen Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen mehr zur Anwendung kommen.

Hinsichtlich der Umstellung der Erhaltungskonzeption ist grundsätzlich festzuhalten, dass durch die Verwendung der Indexwerte des Basisjahres der fünften Regulierungsperiode systematisch zwei Jahre (bis zum Beginn der fünften Regulierungsperiode) der Preis- und Indexentwicklung nicht in die Anlagenbasis einfließen. Dies führt dazu, dass diese Entwicklungen dauerhaft und zum Nachteil der Netzbetreiber nicht berücksichtigt werden.

Kalkulatorische Nutzungsdauern

In Bezug auf die Entwicklung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens plant die Behörde, die bereits in der vierten Regulierungsperiode flexibilisierten Abschreibungsregeln im Medium Gas (KANU 2.0) inhaltlich unverändert fortzusetzen. Die konkrete, formelle Abbildung ändert sich, da eine Anpassung künftig direkt im Kapitalkostenabzug erfolgt und damit kein separates Transformationselement mehr angezeigt beziehungsweise ausgewiesen wird. Vor dem Hintergrund der fortschreitenden Planung der Gasnetzstilllegungen ist die unveränderte Fortführung der flexiblen Abschreibungsregeln positiv zu bewerten. Im Gegensatz zur Flexibilisierung im Medium Gas plant die Behörde allerdings die Nutzungsdauerbandbreite im Medium Strom anzuschaffen und möchte künftig konkrete Nutzungsdauern je Anlagegut vorgeben. Grundsätzlich wäre auch hier weiterhin eine flexiblere Ausgestaltung im Rahmen sinnvoller Bandbreiten wünschenswert.

2) Betriebskosten (OPEX)

Die bisherigen aufwandsgleichen Kosten werden künftig nun konsistent als (operative) Betriebskosten (OPEX) deklariert. Aufgrund der Gesamtkapitalverzinsung entfällt grundsätzlich die Berücksichtigung des handelsrechtlichen Zinsergebnisses, das heißt insbesondere die bisherigen aufwandsgleichen Fremdkapitalzinsen. Im Vergleich zu den Kapitalkosten erfolgen darüber hinaus keine weitreichenden systematischen Eingriffe. Lediglich auf zwei Aspekte ist hier hinzuweisen: die Anerkennung von Restwertverlusten beziehungsweise Anlagenabgänge im Zusammenhang mit Besonderheiten des Basisjahres und Zuführungen zu Rückstellungen für Stilllegungs- und gegebenenfalls Rückbaukosten im Medium Gas.

Besonderheiten des Basisjahres und Anlagenabgänge

In der aktuell gültigen Regulierungssystematik gibt es keine explizite Regelung bezüglich des Umgangs mit Aufwendungen aus Anlagenabgängen im Ausgangsniveau. Geplant ist nun eine konkrete Berücksichtigung in den Regelungen zur Ermittlung der Netzkosten anhand

der Grundsätze zu den Besonderheiten des Basisjahres bezogen auf Aufwendungen aus Anlagenabgängen (Restwertverluste). Eine konkrete Regelung für mit Anlagenabgängen in Verbindungen stehende (kostenmindernde) Erlöse und Erträge ist ebenso wenig vorgesehen, wie eine Regelung für besonders niedrig ausfallende Aufwendungen im Basisjahr (negative Besonderheit). Diese Ungleichbehandlung von einerseits Aufwendungen und Erlösen/Erträgen beziehungsweise hoher oder niedriger Ausprägung kann wirtschaftliche Nachteile für Netzbetreiber zur Folge haben. Hintergrund ist, dass hohe einmalige Aufwendung nach unten korrigiert werden, wohingegen einmalig im Basisjahr besonders gering ausfallende Aufwendungen beziehungsweise einmalig besonders hoch ausfallende kostenmindernde Erlöse oder Erträge nicht wirtschaftlich sachgerecht angepasst werden.

Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaukosten

Der bisherige verordnungsrechtliche Regulierungsrahmen adressiert den Umgang mit Zuführungen zu Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaukosten im Medium Gas im Rahmen der aufwandsgleichen Kosten des Ausgangsniveaus nicht. In der Regulierungspraxis wurden diese Zuführungen in der Regel auch nicht als Teil des Ausgangsniveaus anerkannt und fanden daher keine Berücksichtigung. Eine Refinanzierung der erwartbaren Kosten fand bislang damit nicht statt. Der zukünftige Bedarf einer Berücksichtigung von etwaigen Rückstellungen wurde von der BNetzA nun auch erkannt.

Im Rahmen der Anpassung der Regulierungssystematik wird das Thema nun auch in den Festlegungen adressiert, wobei die konkrete Art der Berücksichtigung lange nicht klar war. Die Zuführungen für entsprechende Rückstellungen stellen in den aktuell gültigen Regelungen lediglich ein Regelungsbeispiel für sogenannte Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KAnEu, vergleiche weiter unten) dar. Am 16.12.2025 hat die BNetzA nun in einer Pressemitteilung bekanntgegeben, dass sie die Möglichkeit einer Einzelfestlegung für Rückstellungen im Zusammenhang mit Stilllegungen und unvermeidbarem Rückbau von Erdgasnetzen gemäß Tenorziffer 7.6 Satz 1 der Festlegung RAMEN Gas nutzen möchte. Hierzu hat die BNetzA ein entsprechendes Verfahren unter der Bezeichnung „BRÜCKEN“ eingeleitet. Die Behörde wird voraussichtlich im Januar 2026 ein Eckpunktpapier zur Konsultation veröffentlichen. Die aus der Rückstellung resultierenden Zuführungen und Auflösungen sollen entsprechend der Ankündigung der BNetzA in der Festlegung RAMEN ab der fünften Regulierungsperiode als Kostenanteile berücksichtigt werden, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KAnEu). Grundsätzlich soll hierbei ein Zeitversatz von zwei Jahren zugrunde liegen. Kosten im Basisjahr 2025 sollen in der kommenden Regulierungsperiode durch eine Übergangsregelung in der Erlösobergrenze abgebildet werden. Damit ist für Netzbetreiber – sofern noch nicht geschehen – eine (erstmalige) Rückstellungsbildung zum 31.12.2025 im Rahmen der laufenden Jahresabschlusserstellung nicht nur dem Grunde nach geboten, sondern auch aus regulatorischer Sicht zielführend. Damit können bei aktuell noch hohen Absatzmengen die Kosten auf die heutigen Netznutzer möglichst verursachungsgerecht verteilt werden. Grundsätzlich ist wirtschaftlich darauf hinzuweisen, dass es sich bei der Anerkennung dieser Kosten um keinen wirtschaftlichen Vorteil für die

Netzbetreiber aus der Regulierungsanpassung handelt. Vielmehr wird ein teilweise schon entstandener und künftig in der Breite entstehender Nachteil – ganz oder je nach Ausgestaltung teilweise – ausgeglichen.

II. ANREIZREGULIERUNGSFORMEL UND EFFIZIENZ IM REGELVERFAHREN

Effizienzwert und Abbaupfad Ineffizienzen

Mit der Einführung der verordnungsrechtlichen Anreizregulierung wurde die Dauer einer Regulierungsperiode für Strom- und Gasnetzbetreiber auf fünf Jahre festgelegt, wobei das relevante Basisjahr jeweils das drittletzte Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode ist. Die Regulierungsperioden der beiden Medien sind um ein Jahr versetzt. Innerhalb dieser Perioden erfolgt über die Regulierungsformel der schrittweise Abbau der sogenannten ineffizienten Kosten, die vereinfacht aus einem Teil der Kosten des Ausgangsniveaus unter Anwendung der unternehmensindividuellen Effizienzwerte berechnet werden. Je niedriger der individuelle Effizienzwert eines Netzbetreibers, desto höher fallen die ineffizienten Kosten aus, was zu einem stärkeren Abbau und damit zu einer Reduzierung der jährlichen Erlösobergrenzen führt. Wirtschaftlich relevant wird der Abbau ineffizienter Kosten, wenn keine entsprechenden Effizienzmaßnahmen im Unternehmen ergriffen werden können. Umgekehrt kann eine Übererfüllung der Effizienzziele zu einem positiven Ergebniseffekt führen. Ein Effizienzwert von 100 Prozent bedeutet, dass für das Unternehmen keine erlösmindernden Effekte entstehen; es könnte aber weiterhin ein positiver Ergebniseffekt erzielt werden, wenn trotzdem noch Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden.

Für die kommende fünfte Regulierungsperiode plant die BNetzA weiterhin eine Laufzeit von fünf Jahren. Ab der sechsten Regulierungsperiode soll die Dauer jedoch auf drei Jahre verkürzt werden, um eine zeitnähere Abbildung von Kostenentwicklungen zu ermöglichen. In diesem Fall wird das jeweils erste Jahr einer Regulierungsperiode bereits als Basisjahr für die folgende Periode herangezogen. Der auf eine dreijährige Dauer verkürzte Abbau ineffizienter Kosten soll auch schon in der kommenden Regulierungsperiode innerhalb von drei Jahren erfolgen, sodass in drei der fünf Jahre die ineffizienten Kosten vollständig abgebaut werden müssen. Der vorgezogene, schnellere Abbau der ineffizienten Kosten wirkt sich daher grundsätzlich nachteilig für alle Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von weniger als 100 Prozent aus.

Die Verkürzung des Zeitraums für den Abbau der sogenannten ineffizienten Kosten nimmt den Netzbetreibern in der Praxis die Möglichkeit, Effizienzmaßnahmen umzusetzen und damit die Kosten zu senken, um den Erlöspfad zu erreichen oder sogar zu unterschreiten. Der Abbau von Ineffizienzen innerhalb von nur zwei Jahren erscheint praktisch kaum

realisierbar, sodass die Erreichbarkeit, ein zentrales Kriterium der Anreizregulierung, nicht gewährleistet zu sein scheint. Darüber hinaus führen kürzere Regulierungsperioden zu einer höheren Taktung der Kostenprüfungen – alle drei statt alle fünf Jahre – was den administrativen Aufwand sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörden deutlich steigert. Da das erste Jahr einer Regulierungsperiode bereits das Basisjahr der kommenden Regulierungsperiode ist, wird den Netzbetreibern zudem die Möglichkeit genommen, Optimierungspotenziale aus der Effizienzmessung so umzusetzen, dass diese in der kommenden Regulierungsperiode wirken.

Zu Beginn einer Regulierungsperiode liegen zudem in der Regel noch keine endgültigen Bescheide zur Erlösobergrenze aus der Kostenprüfung sowie zu anderen Parametern der Regulierungsformel (wie Effizienzwerte und sektoraler Produktivitätsfaktor) vor. Dies könnte bei einer beschleunigten Abfolge der Regulierungsperioden zu einem Regulierungschaos führen. Trotz dieser negativen Aspekte aus Sicht der Netzbetreiber ist mittel- bis langfristig zu beachten, dass bei steigenden operativen Kosten (OPEX), wie sie insbesondere im Strombereich zu erwarten sind, ein erhöhter Prüfzyklus auch vorteilhaft sein kann. Durch die kürzeren Prüfintervalle werden OPEX im Ausgangsniveau schneller an die tatsächlichen operativen Kosten angepasst.

Die Ausprägung und negativen Auswirkungen der Verkürzung des Abbauzeitraums für Ineffizienzen hängen auch maßgeblich von der Höhe des ermittelten Effizienzwerts ab, da die ineffizienten Kosten auf dieser Grundlage bestimmt werden. Für Netzbetreiber im Regelverfahren erfolgt die Bestimmung des Effizienzwerts individuell, während Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren (vergleiche unten) einen vergangenheitsbasierten Durchschnittswert anwenden müssen. Im Regelverfahren wird vor Beginn einer Regulierungsperiode anhand der Kostenprüfungsdaten ein Effizienzvergleich der teilnehmenden Netzbetreiber durchgeführt. Dieser basiert auf zwei statistischen Messmethoden (DEA und SFA) sowie zwei Kostenarten (individuelle Kostendaten und standardisierte Kostendaten), wodurch insgesamt vier Effizienzwerte ermittelt werden. Eine Bestabrechnung dieser vier Werte führt dazu, dass der höchste Effizienzwert des jeweiligen Netzbetreibers herangezogen wird. Da die SFA-Methode mathematisch keine 100-prozentig effizienten Netzbetreiber zulässt, wurde bisher eine Hochskalierung der Berechnung vorgenommen. Für sogenannte supereffiziente Netzbetreiber sieht das bisher gültige Regelwerk zudem einen Effizienzbonus vor.

Auch bei dieser Komponente der Anreizregulierung plant die BNetzA Änderungen. Bislang galten für die Teilnahme am Regelverfahren und somit am Effizienzvergleich technische Schwellenwerte, die sich an der Größe der Netzbetreiber (gemessen an der Anzahl der Abnahmestellen) orientierten. Künftig soll jedoch ein wirtschaftlicher Schwellenwert herangezogen werden, was zu einer Änderung der Netzbetreiber führen wird, die im Effizienzvergleich miteinander verglichen werden (Änderung der Datengrundlage). Zudem ist vorgesehen, die sogenannte Bestabrechnung im Effizienzvergleich anzupassen. Hierbei soll für

die beiden statistischen Methoden jeweils ein Mittelwert der beiden Berechnungen unter Berücksichtigung der beiden Kostenarten gebildet werden, wobei der für den Netzbetreiber günstigere (höhere) Effizienzwert zugrunde gelegt wird. Bei der SFA-Methode wird die bisher angewandte statistische Hochskalierung entfallen. Obwohl in der Rahmenfestlegung die Möglichkeit eines Effizienzbonus vorgesehen ist, wird auf diese Option in der Methodenfestlegung für beide Medien verzichtet.

Diese technischen Anpassungen des Effizienzvergleichs führen insgesamt zu einer Erhöhung des Effizienzdrucks, wodurch auch zentrale Ziele eines fairen Effizienzvergleichs – wie die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Vorgaben – gefährdet werden. Es ist zu erwarten, dass sich die Effizienzwerte systematisch verschlechtern, da selbst Berechnungen der BNetzA auf Basis von Vergangenheitsdaten eine Verschlechterung infolge der technischen Anpassungen prognostizieren. Darüber hinaus haben Auswertungen gezeigt, dass die Veränderung der Datenbasis des Effizienzvergleichs zusätzlich zu einer Verschlechterung führt, da die Anpassung der Schwellenwerte zu einer höheren Teilnehmerzahl im Regelverfahren führt.

Temporärer OPEX-Aufschlag

Für die fünfte Regulierungsperiode ist außerdem ein OPEX-Anpassungsmechanismus im Stromsektor vorgesehen, um die erwarteten, durch den Stromnetzausbau im Rahmen der Transformation stark steigenden OPEX innerhalb der noch fünfjährigen Regulierungsperiode zu adressieren. Dieser OPEX-Aufschlag soll auf Basis von Strukturparametern der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber berechnet werden und gilt entgegen ersten Ankündigungen sowohl für Netzbetreiber im vereinfachten als auch im Regelverfahren. Ab der sechsten Regulierungsperiode wird ein solcher Aufschlag jedoch nicht mehr berücksichtigt, da die Verkürzung der Regulierungsperioden eine zeitnähere Anpassung der tatsächlichen Betriebskostenentwicklung durch die erhöhte Frequenz der Basisjahre ermöglichen soll. Ein Festlegungsentwurf zu dieser zusätzlichen Komponente der Regulierungsformel liegt zum Stand Ende 2025 noch nicht vor.

Der OPEX-Anpassungsmechanismus stellt eine sinnvolle Möglichkeit dar, um in der fünften Regulierungsperiode die erwarteten Nachteile im Strombereich aufgrund steigender Kosten zu kompensieren. Da jedoch noch kein konkreter Festlegungsentwurf vorliegt, kann derzeit keine abschließende Einschätzung zur ausreichenden Dimensionierung dieses Mechanismus vorgenommen werden. Positiv hervorzuheben ist, dass die Regulierungsbehörde inzwischen auch den Aufschlag für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren vorsieht und damit von der ursprünglich systematischen Benachteiligung kleinerer Netzbetreiber in diesem Punkt absieht.

Preis- und Produktivitätsentwicklung

In der bisherigen Regulierungsformel erfolgt eine Anpassung der Kosten des Ausgangsniveaus um die Preis- und sektorale Produktivitätsentwicklung zur Adressierung von

Kostensteigerungen der Netzbetreiber. Dies erfolgt bislang bezogen auf die Gesamtkosten (das heißt OPEX und CAPEX) abzüglich bestimmter Kostenpositionen, die einem Austausch unterliegen (vergleiche weiter unten), mit einem Zeitversatz von zwei Jahren. Hierfür wurde in einem Jahr die Verbraucherpreisentwicklung (abzüglich des perioden- und medienspezifischen Produktivitätsfaktors) des vorvergangenen Jahres im Verhältnis zum Basisjahr berücksichtigt.

Auch künftig ist in der Regulierungsformel eine Fortentwicklung der anerkannten Kosten des Ausgangsniveaus anhand der Preis- und sektoralen Produktivitätsentwicklung vorgesehen – unter Beibehaltung des Zeitversatzes von zwei Jahren. Zudem sollen die CAPEX des Ausgangsniveaus nicht mehr unter Berücksichtigung der Preis- und Produktivitätsentwicklung in der Regulierungsformel verarbeitet werden, sondern nur noch die OPEX (weiterhin unter Ausklammerung bestimmter, vordefinierter Kostenpositionen, die einem jährlichem Austausch unterliegen).

Wirtschaftlich betrachtet hat die Nichtberücksichtigung der Preis- und Produktivitätsentwicklung bei den CAPEX in der Regulierungsformel systematisch nachteilige Auswirkungen im Vergleich zur bisherigen Regelung. Durch die Beibehaltung des Zeitverzugs bei der Berücksichtigung der Preisentwicklung können Netzbetreiber weiterhin – bezogen auf die OPEX – Kostensteigerungen erst mit einem zweijährigen Zeitverzug über die Erlösregulierung refinanzieren und nicht konsistent über die jährlichen Entgelte vereinnahmen. Damit besteht weiterhin eine systeminhärente systematische jährliche Kostenunterdeckung.
Die Argumentation, dass die jährliche Veränderung des Verbraucherpreisindexes erst im Nachhinein verfügbar ist, hindert nicht an der Möglichkeit, einen Plan-Ansatz zu wählen und später einen Ist-Abgleich über das Regulierungskonto vorzunehmen. Dies könnte eine sachgerechte Lösung sein.

Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Für die Bestimmung der medienspezifischen, sektoralen Produktivitätsentwicklung (GSP oder Xgen) einer Regulierungsperiode wurden bisher die statistischen Methoden Törnqvist und Malmquist verwendet. Im Rahmen einer Günstigerprüfung für die Netzbetreiber wurde stets der niedrigere Wert zugrunde gelegt. Hier plant die BNetzA den bisherigen Methodenpluralismus aufzugeben und künftig ausschließlich die Malmquist-Methode anzuwenden. Hierdurch besteht künftig kein methodisches Sicherheitsnetz mehr gegen methodenbedingte hohe GSP-Werte. Dies kann sich wirtschaftlich nachteilig für Netzbetreiber auswirken, da die um den GSP bereinigte Preisentwicklung niedriger ausfällt. Insbesondere im Gasbereich stellt sich die Frage, ob angesichts des erwartbaren Endes der fossilen Erdgasversorgung und -verteilung weiterhin zukünftige Produktivitätssteigerungen angenommen werden sollten. Die Beibehaltung des rein historischen Ansatzes zur Ermittlung des GSP erscheint daher sowohl für beide Medien als auch speziell im Gasbereich, angesichts der laufenden Transformation, nicht sachgerecht.

Weitere Themen

Auch weitere Komponenten der Regulierungsformel werden im Zuge der Anpassung der Regulierungssystematik überarbeitet. Hierzu gehört die sogenannte Qualitätsregulierung (Q-Element), die technische Verarbeitung der sogenannten volatilen Kosten und die Auflösung der vereinnahmten Zuschüsse sowie die bisherigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbKA).

Die bisherige Qualitätsregulierung zielt darauf ab, die Versorgungsqualität der Netzbetreiber zu überwachen und zu verbessern. Dabei werden Kennzahlen zur Versorgungszuverlässigkeit, wie etwa die Häufigkeit und Dauer von Netzunterbrechungen, gemessen und bewertet. Anreiztechnisch wirkt das unternehmensindividuelle Q-Element als Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze als additive Komponente der Regulierungsformel. Künftig soll die Qualitätsregulierung um die sogenannte Energiewendekompetenz im Medium Strom erweitert werden, wodurch der Aufwand der Unternehmen für die Datenaufbereitung, -meldung und -übermittlung steigen dürfte. Die wirtschaftliche Wirkung dieser Erweiterung dürfte sehr unternehmensindividuell wirken.

Sogenannte volatile Kosten wie Verlustenergie im Strom werden bisher im Rahmen des Ausgangsniveaus als aufwandsgleiche Kosten anerkannt und durch die Regulierungsformel ausgetauscht, wobei auf die Ausgangswerte im Basisjahr aufgrund der technischen Berücksichtigung sowohl Preis- und Produktivitätssteigerungen sowie der Ineffizienzabbau wirkt. Die BNetzA plant diese Wirkung in der neuen Regulierungsformel durch einen Korrekturterm zu adressieren, wodurch sich für Netzbetreiber ein kleiner Nachteil im Vergleich zur bisherigen Regulierung ergibt.

Die Auflösung der vereinnahmten Zuschüsse wurde bisher den aufwandsgleichen Kosten- beziehungsweise den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (dnbKA) zugeordnet. Künftig erfolgt eine konsistente Zuordnung zu den Kapitalkosten (CAPEX), wodurch sich die technische Berücksichtigung der Auflösung ändert. Bisher erfolgte der jährliche Austausch des angepassten Auflösungsbetrags im Regelverfahren im Rahmen der dnbKA-Meldung. In der neuen Regulierungssystematik erfolgt die Anpassung des Auflösungsbetrags des Ausgangsniveaus – je nach Vereinnahmungsjahr – im Kapitalkostenabzug beziehungsweise Kapitalkostenaufschlag. Zudem wird die bisherige Position der dnbKA angepasst und systematisch in die Kostenanteile überführt, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KAnEu). Dabei wird der Katalog der dnbKA-Kostenpositionen deutlich reduziert, sodass anstelle der zuvor rund zwölf Positionen nur noch zwei bis drei verbleiben, insbesondere vorgelagerte Netznutzungsentgelte und Versorgungsleistungen. Kostenpositionen, die nicht mehr Teil des jährlichen Austauschs sind, etwa Lohnzusatzleistungen, werden damit nicht mehr jährlich ausgetauscht, sondern werden entsprechend der OPEX-Behandlung mit Preis- und Produktivitätsentwicklung sowie dem Abbau der Ineffizienzen fortentwickelt. Die wirtschaftliche Wirkung und Bedeutung werden auch hier unterschiedlich sein, wobei insbesondere die künftige Kostenentwicklung dieser Aufwandsposition im Unternehmen im Verhältnis zur in der Regulierungsformel berücksichtigten Preisentwicklung von Bedeutung sein wird.

III. VERÄNDERUNGEN DES VEREINFACHTEN VERFAHRENS

Bisher war die Teilnahme am sogenannten vereinfachten Verfahren Netzbetreibern vorbehalten, die bestimmte medienspezifische Schwellenwerte hinsichtlich der Kundenzahl- beziehungsweise Abnahmestellen nicht überschritten. Diese Regelung ermöglichte es kleineren Netzbetreibern, an einem weniger aufwendigen Verfahren der Anreizregulierung teilzunehmen, welches sich insbesondere durch die Nichtteilnahme am Effizienzvergleich und an der Qualitätsregulierung sowie durch einen reduzierten Aufwand bei der dnbKA-Meldung auszeichnete. Der anzuwendende Effizienzwert wurde dabei durch eine Durchschnittsbildung der Effizienzwerte der Netzbetreiber im Regelverfahren der vorhergehenden Regulierungsperiode ermittelt. Im Hinblick auf die dnbKA-Meldung im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze wurden lediglich die vorgelagerten Netzentgelte angepasst, während zusätzlich eine Pauschale von fünf Prozent der Netzkosten des Ausgangsniveaus für weitere dnbKA anerkannt wurde, die nicht dem Abbau von Ineffizienzen unterlagen.

Der Schwellenwert für die Option zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren soll, wie bereits weiter oben erläutert, von einem technischen Kriterium – der Anzahl der Abnahmestellen – auf ein wirtschaftliches Kriterium umgestellt werden, das entweder das bereinigte, angepasste Ausgangsniveau oder die jährliche Erlösobergrenze berücksichtigt. Darüber hinaus sind auch inhaltliche Anpassungen am vereinfachten Verfahren vorgesehen: So wird künftig bei der Ableitung des Effizienzwerts eine stärkere Gewichtung kleinerer Netzbetreiber in der Durchschnittsbildung vorgenommen. Zudem ist im vereinfachten Verfahren eine Teilnahme an der weiterentwickelten Qualitätsregulierung geplant, bei der Zu- und Abschläge auf die jährliche Erlösobergrenze angewendet werden. Gleichzeitig entfällt die Pauschale für zusätzliche KAnEu, und der verkürzte Katalog der früheren dnbKA wird auch im vereinfachten Verfahren unverändert angewendet.

Die vorgenannten Anpassungen verschlechtern die Bedingungen für das vereinfachte Verfahren. Eine stärkere Gewichtung der Effizienzwerte kleinerer Netzbetreiber im Regelverfahren bei der Ableitung des pauschalen Effizienzwerts wird voraussichtlich zu einem niedrigeren Effizienzwert führen, was aufgrund der daraus resultierenden Erlösminderung wirtschaftlich nachteilig sein dürfte. Die bereits erwähnte Verschärfung des Effizienzdrucks durch die Verkürzung des Abbaupfades wird sich daher auch im vereinfachten Verfahren verstärken. Etwaige Verschlechterungen der künftigen Effizienzwerte im Regelverfahren (siehe oben; sei es durch technische Anpassungen oder Änderungen der Datengrundlage) werden sich zudem ab der sechsten Regulierungsperiode auch im vereinfachten Verfahren bemerkbar machen.

Die verpflichtende Teilnahme an der (erweiterten) Qualitätsregulierung, die mit umfangreichen zusätzlichen Berichtspflichten und Datenanforderungen verbunden ist, wird zu einem

spürbaren Mehraufwand führen. Die Auswirkungen der Q-Regulierung selbst dürften stark unternehmensspezifisch sein, ebenso wie der Wegfall der Pauschale der dnbKA/KAnEu. Der neue wirtschaftliche Schwellenwert dürfte im Gegensatz zur tendenziell stetig veränderlichen Kundenanzahl zudem erheblichen Schwankungen unterliegen. Dies führt insbesondere bei kürzerer Regulierungsperiodendauer zu größeren Planungsunsicherheiten für Netzbetreiber. Insgesamt scheint das ursprüngliche Ziel, kleinere Netzbetreiber administrativ zu entlasten, in seiner Umsetzung nicht erreicht zu werden.

C. WIRTSCHAFTLICHE GESAMTAUSWIRKUNG

Angesichts der Tatsache, dass die genannten Einzelanpassungen stark unternehmensspezifische regulatorische und wirtschaftliche Auswirkungen haben und zudem auch von zukünftigen Entwicklungen mit Prognoseunsicherheiten – vor allem im Hinblick auf Preis- und Zinsentwicklungen – abhängen, gestaltet sich eine pauschal für alle Netzbetreiber gültige Quantifizierung der Auswirkungen schwierig. Dies gilt umso mehr, als die Gesamtwirkung nicht nur aus den Einzeleffekten resultieren wird, sondern auch die damit verbundenen Wechselwirkungen zu berücksichtigen sind.

Nichtsdestotrotz kann anhand der diskutierten qualitativen Wertung und Abschätzung der Einzeleffekte eine Indikation der wirtschaftlichen Gesamtfolgen für die Netzbetreiber abgeleitet werden. Allgemein kann festgehalten werden, dass sich eine deutlich spürbare wirtschaftliche Verschlechterung einstellen wird, die sich zusammengefasst aus den folgenden zentralen Regulierungsaspekten ergibt:

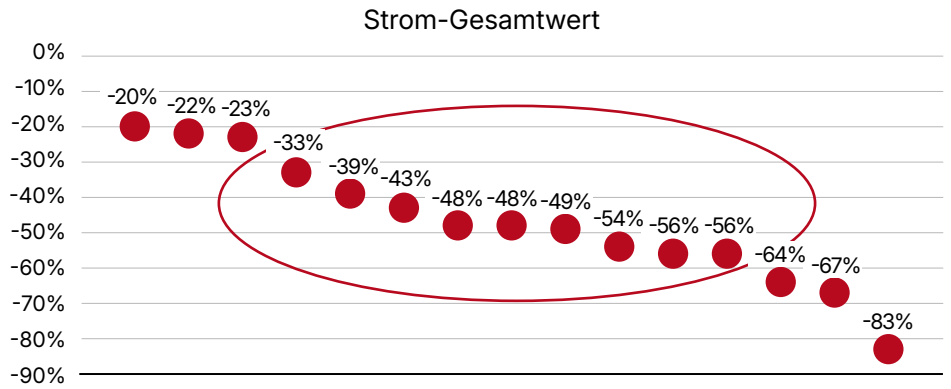
- Verschärfungen bei der Feststellung der Effizienzvorgaben und des Abbaupfades der Ineffizienzen;
- unverändert deutlicher Zeitversatz bei der Fortentwicklung der anerkannten OPEX, trotz vollständiger Trennung und nicht mehr notwendiger Anwendung bezogen auf die Fortentwicklung der CAPEX;
- Verstärkung der Bedeutung einer angemessenen zugestandenen Kapitalverzinsung über die Eigenkapitalzinssätze hinaus aufgrund der Neueinführung des pauschalen WACC und damit auch einer Abkehr von den konkreten Fremdfinanzierungskosten;
- Verschlechterung der Bedingungen für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren.

Seit Frühsommer 2025 wird zu den wirtschaftlichen Auswirkungen des NEST-Prozesses auch seitens der Branchenvertreter eine intensive Diskussion mit der BNetzA geführt. Neben Berechnungen von Branchenvertretern mit massiven Ergebnisverschlechterungen für die Netzbetreiber – die wir in der Bandbreite eher noch größer sehen, in der Masse aber

nicht ganz so negativ – hat auch die BNetzA eigene Auswertungen zu den wirtschaftlichen Folgen vorgelegt. In den Aussagen der BNetzA kommt diese für Stromverteilnetzbetreiber im Regelverfahren aber zu diametral abweichenden, positiven Effekten. Allerdings wird behördenseitig auch nicht auf das Ergebnis der Netzbetreiber, sondern auf die Veränderung der Erlösobergrenzen abgestellt, was zwar die Netzkundensicht, aber eben nicht die Netzbetreibersicht repräsentiert. Interessant an der ebenfalls veröffentlichten Auflistung der zugrundeliegenden Einzeleffekte ist, dass die BNetzA-Berechnungen nur deshalb positiv ausfallen, da sie die Anpassung in der Ermittlung der Marktrisikoprämie sowie den OPEX-Aufschlag als positive beziehungsweise deutlich positive Effekte berücksichtigt. Ohne diese beiden Punkte würde auch die BNetzA-Berechnung eine negative Gesamtauswirkung für Netzbetreiber aufweisen. In einer Auswertung zur systematischen Auswirkung der Anpassungen sollten beide Effekte nicht berücksichtigt werden, da es sich bei der Anpassung der Marktrisikoprämie um eine Fehlerkorrektur der bisherigen Regulierungspraxis handelt, worauf es auch schon aus dem jüngsten einschlägigen OLG-Verfahren Hinweise gab. Beim temporären OPEX-Aufschlag im Strom handelt es sich – je nach genauer Ausgestaltung – nicht um einen Vorteil, sondern lediglich einen (partiellen) Ausgleich eines künftig erwartbaren Nachteils.

BNetzA	
EOG (ohne KA dnb - alt)	
Verzinsung (EK, FK kalk GeWSt) mit Übergangsregelung	0,3%
Strukturelle Änderungen EK-Zinssatz - arithmetisches Mittel (-	1,2%
Verkürzung Abbaupfad auf 3 Jahre	-0,3%
Effizienzwert (Bo Methoden, MW Kosten, ohne Skalierung)	-0,8%
Effizienzbonus	-0,1%
VPI-PF (nur CAPEX Auswirkungen)	-0,7%
Bereinigung VPI-PF bei volatilen Kosten - Verlustenergie	-0,2%
Zinsbonus	0,2%
Abzug Umbuchung AiB	-0,2%
OPEX Anpassung	2,0%
EOG (ohne KA dnb) nach Änderung NEST	1,4%

BDEW



Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass die Auswirkungen des NEST-Prozesses die Wirtschaftlichkeit der Netzbetreiber signifikant belasten werden. Zwar werden die Effekte je nach Ausgangssituation der einzelnen Netzbetreiber sehr unterschiedlich ausfallen, insgesamt ist jedoch anhand der in der Branche ausgetauschten und der selbst angestellten Analysen von einer deutlichen **Verschlechterung der Gewinnerwartungen** (orientiert an der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung) im **klar zweistelligen Prozentbereich** auszugehen.

D. FOLGEN FÜR INVESTORENSUCHE UND TRANSFORMATION

Die deutschen Energieversorgungsunternehmen stehen vor erheblichen finanziellen Herausforderungen durch die hohen Investitionen, die mit der Transformation der Energieinfrastruktur verbunden sind. Der Umbau hin zu einem nachhaltigeren Energiesystem, das erneuerbare Energiequellen wie Wind- und Solarstrom sowie andererseits höheren Leistungsbedarfen integriert und mit Speichern kombiniert, erfordert umfassende Modernisierungen und den Ausbau der Stromnetze. Dies umfasst den Ausbau von Leitungen, den Einbau smarter Technologien für die Netzsteuerung.

Die finanziellen Spielräume dieser – auch in kommunaler Hand befindlichen – Unternehmen wie beispielsweise Stadtwerke sind allerdings begrenzt. Eine große Herausforderung ist dabei, dass aus Ratingsicht viele Energieversorger heute schon zunehmend ein kritisches Verhältnis von Ertragskraft und Verschuldungsgrad aufweisen. Es sind Rahmenbedingungen für Investitionen zu schaffen, die die Finanzierung der Energiewende für Kapitalgeber attraktiv gestalten. Für die Einwerbung dieses erforderlichen Kapitals kommt die aktuelle Unsicherheit über die künftige Rentabilität des Strom- und Gasnetzbetriebs zur Unzeit.

Aus Sicht der Kapitalgeber ist entscheidend, welche Rendite mit einem Geschäftsmodell- beziehugnsweise Investitionsprojekt erwirtschaftet werden kann und ob diese für deren Anforderungen ausreicht. Hierbei werden Kapitalgeber nur investieren, wenn sie ein Geschäftsmodell und die dahinterstehende Ertragskraft verstehen.

Für einen erfolgreichen Wettbewerb um privates Kapital wird ein verlässlicher und im europäischen beziehungsweise internationalen Umfeld attraktives Investitionsfeld benötigt. Aktuell sieht es nicht danach aus, dass die BNetzA die ihr übertragenen neuen Kompetenzen hierfür ausreichend nutzt. Die Einführung des pauschalierten WACC ist ein sinnvoller Schritt einer einfacheren Vergleichbarkeit der grundsätzlich zugestandenen kalkulatorischen Rendite für deutsche Verteilnetze im internationalen Wettbewerb. Mit dem pauschalierten WACC-Ansatz sind die Unternehmen zwar auch grundsätzlich freier in der Kapitalbeschaffung bzw. der entsprechenden Bilanzierung und möglicher Rückwirkungen auf die kalkula-

torischen Kapitalkosten gegenüber dem bisherigen Regulierungssystem. Aber unabhängig davon, ist es erforderlich auch die weiteren Regulierungsmechanismen nicht weiter belastend auszugestalten. Mit den derzeit angekündigten NEST-Regelungen und die darauf basierende wirtschaftliche Verschlechterung bei den Verteilnetzbetreibern werden auch die Investoren zu einer negativen Einschätzung kommen und damit kann die Kapitalbeschaffung nicht erfolgreich verlaufen.

Ein Scheitern oder zeitliches Verzögern des Umbaus der Energieversorgung aufgrund von unzureichendem Kapital für Investitionen wird die Transformation verzögern und volkswirtschaftlich voraussichtlich noch mehr verteuern.

Impressum

Hrsg.: Die BBH-Gruppe

Ansprechpartner: Thomas Straßer, Stilianos Koulaxidis, Andreas Fimpel

Titelbild: EyeEm@freepik.com